

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2980 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2980)(571.120)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Шинкевич Р.С.		03.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н.		04.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		18.05.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		18.05.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.	—		05.06.2020

Томск – 2020 г.

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 Максимова Ю.А.

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б62Т	Шинкевич Р.С.

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 350 \text{ м}^3/\text{сутки}$.
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1 Горно-геологические условия бурения скважины</p> <p>1.1 Геологическая характеристика разреза скважины</p> <p>1.2 Зоны возможных осложнений</p> <p>1.3 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)</p> <p>2 Технологическая часть проект</p> <p>2.1 Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины</p> <p>2.1.2 Построение графика совмещенных давлений</p> <p>2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.1.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.2 Проектирование процессов углубления скважины</p> <p>2.2.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото</p> <p>2.2.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора</p> <p>2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.2.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны</p> <p>2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</p> <p>2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины</p> <p>2.4 Выбор буровой установки</p> <p>3 Муфты для проведения МГРП</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Т.Г.
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин А.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Горно-геологические условия бурения скважины	
Технологическая часть проекта	
Муфты для проведения МГРП	
Финансовый менеджмент, ресурс эффективностью и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2020

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к. х. н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Шинкевич Р.С.		03.03.2020

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Муфты для проведения МГРП	15
12.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсо-сбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
04.06.2020	6. Предварительная защита	10

Составил руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н		03.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.	—		03.03.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Шинкевич Р.С.

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Литературные источники. Методические указания по разработке раздела. Налоговый кодекс РФ
Нормы и нормативы расходования ресурсов	
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
Планирование и формирование бюджета НТИ	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	Расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Шинкевич Р.С.		03.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Шинкевич Р.С.

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу Социальная ответственность	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности 1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) 1.3 ТК РФ глава 47
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Неудовлетворительные погодные условия 2. Неудовлетворительная освещённость 3. Повышенный шум и вибрации, 4. Насекомые и животные. Опасные факторы: 1. Механический травматизм Ядовитые вещества. Электрический травматизм. Пожаро-взрывоопасность.
3. Экологическая безопасность:	Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: - на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); - на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Анализ возможных чрезвычайных ситуаций; Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары..

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Шинкевич Р.С.		03.03.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 83 страницы, 13 рисунков, 31 таблицу, 24 литературных источника, 9 приложений в которых 15 таблиц и ГТН.

Ключевые слова: долото, режим бурения, буровая установка, конструкция скважины, буровой раствор, эксплуатационная колонна, эксплуатационный забой, заканчивание.

Объектом выпускной квалификационной работы является разведочная вертикальная скважина глубиной 2980 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Цель работы – разработать и спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2980 м на месторождении Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
5. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофт-Проект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Обозначения и сокращения

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

Оглавление

Введение.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Зоны возможных осложнений	15
1.3 Характеристика нефтеностности месторождения (площади)	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	18
2.1 Обоснование конструкции скважины.....	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	18
2.1.2 Построение графика совмещенных давлений	18
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	21
2.2.1 Выбор способа бурения.....	21
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	22
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	23
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	24
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	25
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	27
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	29
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	32
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	32

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	32
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	38
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	41
2.4 Выбор буровой установки	43
3 МУФТЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МГРП	44
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	53
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	54
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	55
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей 57	
4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение	57
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки ..	57
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	59
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	59
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ 60	
4.1.9 Линейный календарный график выполнения работ.....	60
4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	61
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины 61	
4.2.2 Расчет технико-экономических показателей	62
4.2.3 Сметная стоимость строительства скважины.....	64

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	65
5.1 Правовые нормы трудового законодательства	65
5.2 Производственная безопасность	67
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на нефтяном месторождении.....	67
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	73
5.3 Экологическая безопасность	75
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
Заключение	80
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	82
Приложение А.....	84
Приложение Б	91
Приложение В	93
Приложение Г	94
Приложение Д.....	95
Приложение Е	99
Приложение Ж.....	100
Приложение К.....	101
Приложение Л.....	110

Введение

Строительство скважины – это сложный производственный процесс, объединяющий в себя множество технологических операций, для выполнения которых требуется дорогостоящее оборудование, различные химические реагенты, специальные знания и навыки работников, которые должны выполняться при соблюдении правил техники безопасности и требований нефтяной и газовой промышленности. Также строительство скважин имеет ряд особенностей, связанных с горно-геологическими характеристиками. Особое внимание уделяется к качеству промывочной жидкости, технологическим операциям и организации работ. В связи с этим в нефтегазодобывающую промышленность вкладываются большие финансовые средства. Для поддержания и улучшения экономической части отрасли, считается нужным непрерывно совершенствовать эффективность и качество бурения при сохранении скоростных показателей с соблюдением всех правил техники безопасности и охраны труда.

Литологическая характеристика разреза скважины указывает на преимущественное наличие глин, песчаников с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Категория твердости породы сложена из мягких и средних твердостей. В скважине присутствуют нефтяные горизонты, которые сложены поровыми коллекторами. Нефтяной пласт имеет высокое давление насыщения.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2980 м на месторождении Тюменской области.

Частной задачей в работе ставится анализ муфт для проведения МГРП.

Таким образом, в работе будут спроектированы решения во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Геологическая характеристика разреза скважины представлена в приложение А.

1.2 Зоны возможных осложнений

Зоны возможных осложнений представлены в приложение Б.

1.3 Характеристика нефтеносности месторождения (площади)

Нефтеносность представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Нефтеносность

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Тип коллекто- ра	Плот- ность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа
	От	До				
1	2	3	4	5	6	7
Нефтеносность						
K ₁ БС ₆	2351	2376	Поровый	0,871	0-10	5
K ₁ БС ₈	2416	2441	Поровый	0,889	0-25	5
K ₁ БС ₁₀	2646	2671	Поровый	0,867	0-25	6
K ₁ Ач ₁	2691	2731	Поровый	0,851	0-30	6,5
K ₁ Ач ₂	2751	2776	Поровый	0,851	0-30	6,5
K ₁ Ач ₃	2776	2801	Поровый	0,851	0-30	6,7
J ₂ ЮС ₁	2900	2910	Поровый	0,879	0-35	6,9
J ₂ ЮС ₂	2940	2950	Поровый	0,854	0-35	7,1

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	От (верх)	До (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва по- род			Горного			Градус, °С	Источник получения
			кгс/см ² на м		Источ- ник по- лучения	кгс/см ² на м		Источ- ник по- лучения	кгс/см ² на м		Источ- точ- ник по- луче- ния	кгс/см ² на м		Источ- ник по- луче- ния		
			От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	80	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,200	РФЗ	0	0,22	ПГФ	0	ПГФ
P ₃ trt	80	140	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	0	ПГФ
P ₃ nm	140	230	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	0	ПГФ
P ₃ at	230	330	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	0	ПГФ
P ₂ tvd	330	500	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	15	ПГФ
P ₂ ll	500	720	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	21	ПГФ
P ₁ tl	720	820	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	25	ПГФ
K ₂ gn	820	910	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	26	ПГФ
K ₂ br	910	1000	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	35	ПГФ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K ₂ kz	1000	1030	0,100	0,100	PФЗ	0,100	0,100	PФЗ	0,178	0,178	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	40	PФЗ
K ₂ uv	1030	1140	0,101	0,101	PФЗ	0,100	0,100	PФЗ	0,178	0,178	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	42	ПГФ
K ₁ hm	1140	1690	0,101	0,101	PФЗ	0,101	0,101	PФЗ	0,178	0,178	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	59	ПГФ
K ₁ vk	1690	1890	0,101	0,101	PФЗ	0,101	0,101	PФЗ	0,178	0,178	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	65	ПГФ
K ₁ al	1890	2000	0,101	0,101	PФЗ	0,101	0,101	PФЗ	0,178	0,178	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	68	ПГФ
K ₁ sh	2000	2220	0,101	0,101	PФЗ	0,101	0,101	PФЗ	0,178	0,178	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	74	ПГФ
K ₁ ub	2220	2500	0,099	0,099	PФЗ	0,099	0,099	PФЗ	0,178	0,178	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	82	ПГФ
K ₁ sor	2500	2856	0,099	0,099	PФЗ	0,099	0,099	PФЗ	0,178	0,178	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	92	ПГФ
J ₃ bg	2856	2886	0,100	0,100	PФЗ	0,100	0,100	PФЗ	0,190	0,190	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	98	ПГФ
J ₃ ab	2886	2900	0,100	0,100	PФЗ	0,100	0,100	PФЗ	0,190	0,190	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	98	ПГФ
J ₂ tm	2900	2970	0,100	0,100	PФЗ	0,100	0,100	PФЗ	0,190	0,190	PФЗ	0,22	0,22	ПГФ	100	ПГФ

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции скважины

Обоснование и расчет конструкции скважины – один из основных разделов технического проекта на строительство скважины.

Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазовой залежи и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине.

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

Согласно данным скважина разведочная, тип коллектора поровый - выбираем конструкцию забоя закрытого типа, в котором продуктивные пласты перекрываются сплошной колонной с обязательным прямым одноступенчатым цементированием.

2.1.2 Построение графика совмещенных давлений

График совмещенных давлений и схема конструкции скважины представлена на рисунке 1.

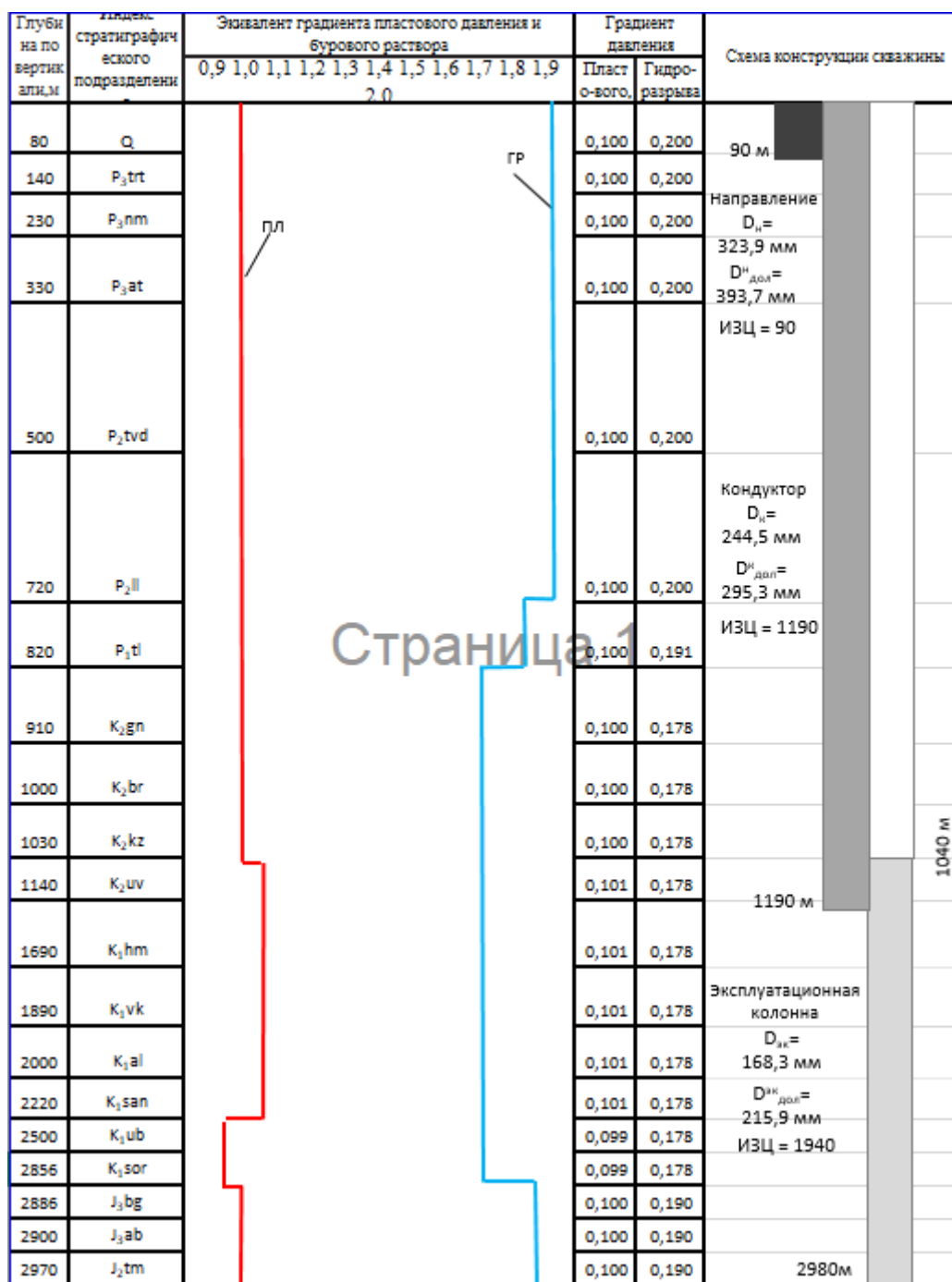


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Согласно совмещенного графика давлений интервалов несовместимых по условиям бурения нет, поэтому выбирается одноколонная конструкция скважины.

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендует-

ся спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 80 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 90 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов, было принято спускать кондуктор на 1190 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2980 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 90 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1190 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины следовательно, интервал цементирования 1940 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который выбирается в зависимости от ожидаемого дебита скважины.

Диаметры обсадных колонн и долот представлены в приложение В.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКО1-21-168x245 К1 ХЛ.**

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5-230/80x21.**

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, а под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей.

Способы бурения по интервалам представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	90	Роторный
90	1190	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1190	2980	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2930	2960	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М по типу горных пород, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки СТ по типу горных пород, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки СТ по типу горных пород, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота.

Типы долот по интервалам бурения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–90	90–1190	1190–2980
Шифр долота		Ш 393,7 V-K11T-R970	Бит 295,3 ВТ 610 Н (6x7 мм)	Бит 215,9 ВТ 613 (6x8 мм)
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,35	0,336
Масса, кг		180	150	115
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	3-8	5–12	5-15
	Предельная	25	10	15
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40–60	100-140	140-180
	Предельная	200	250	220

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

Результаты расчета осевой нагрузки на долото представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-90	90-1190	1190-2980
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	25	10	15
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	20	8	12
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	3	8	12

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

Результаты расчета частоты вращения долота представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-90	90-1190	1190-2980
Исходные данные				
Скорость, м/с (V_d)		2,8	1,5	1
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Частота вращения	n_1 , об/мин	135	162	173
	$n_{\text{стат}}$, об/мин	60	140	180
	$n_{\text{проект}}$, об/мин	60	140	180

где n_1 – расчетная частота вращения, об/мин, $n_{\text{стат}}$ – статическая частота вращения, об/мин, $n_{\text{проект}}$ – проектируемая частота вращения, об/мин.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины.

Под направление выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости. Под кондуктор выбран максимальный расчетный расход обеспечивающий необходимую очистку ствола скважины, вынос шлама, минимальный расход на насадках и предотвращение прихватов. Под эксплуатационную колонну выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости, который близок к расчетным значениям.

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

Результаты расчета расхода бурового раствора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м		0-90	90-1190	1190-2980
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)		0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)		0,65	0,5	0,4
Коэффициент ковернозности (K_k)		1,3	1,3	1,5
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)		0,15	0,12	0,1
Механическая скорость бурения, м/с (V_m)		0,011	0,0083	0,0042
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)		0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м (d_{max})		0,203	0,235	0,166
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)		0,0254	0,0127	0,0111
Число насадок (п)		3	5	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)		0,5	0,5	0,5
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)		1,3	1,3	1,5
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)		0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)		1,2	1,15	1,08
Плотность разбуhrиваемой породы, г/см ³ (ρ_n)		2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования				
Расход бурового раствора, л/с	Q_1	100	43	18
	Q_2	91	42	35
	Q_3	151	67	43
	Q_4	24	18	18
Области допустимого расхода бурового раствора		24-151	18-67	18-43
Запроектированные значения расхода бурового раствора		70	67	40

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с, Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с, Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с, Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также

позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в приложение Г.

Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240.7/8.55	90-1190	240	9975	243 2	30-75	62-180	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172.7/8РС	1190-2980	172	5000	166 9	19-40	80-200	25,3	221-565

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, долота, двигателя, центраторов и других составных элементов. Компоновка низа бурильной колонны выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в приложение Д.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице 9

Таблица 9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологи- ческая опе- рация	Тип секции	Нару- жный диа- метр, мм	Внут- рен- ний диа- метр, мм	Тол- щина стен- ки, мм	Группа проч- ности	Тип замко- вого соеди- нения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	сек- ции	нарас- т.	на вы- носл.	на рас- тяж.	на ста- тич. прочн.
Направление													
0-90 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	—	8,5	д	ЗШ- 178	0,40	—	0,380	0,380	—	—	—
	УБТ	203,0	100,0				16,6	0,2860	2,374	2,754	—	—	—
	Калибратор	203,0	80,0				1,18	—	0,187	2,941	—	—	—
	УБТ	203,0	100,0				16,6	0,2410	2,000	4,941	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				55,22	0,0312	3,505	8,446	1,40	>10	7,70
Кондуктор													
90-1190 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	—	7,9	д	ЗШ- 178	0,3	—	0,200	0,200	—	—	—
	Калибратор	240,0	80,0				1,3	—	0,139	0,339	—	—	—
	Двигатель	240,0	—				8,69	—	2,005	2,344	—	—	—
	УБТ	178,0	90,0				33,2	0,1560	7,488	9,832	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				1146, 5	0,0312	33,46	43,29	2,03	5,30	4,32
Эксплуатационная													
1190-2980 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	—	10,6	д	ЗШ- 178	0,3	—	0,060	0,060	—	—	—
	Двигатель	172,0	—				8,57	—	0,120	0,180	—	—	—
	УБТ	178,0	90,0				16,6	—	3,490	3,670	—	—	—
	Калибратор	212,0	70,0				0,96	—	0,170	3,840	—	—	—
	УБТ	90,0	90,0				49,8	0,1454	3,490	7,329	—	—	—
	Яс гидрав.	171,0	63,6				4,3	—		7,329	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				2899, 5	0,0312	76,72	84,05	2,27	2,23	1,48
2930-2960 Отбор кер- на КНБК №4	Долото	215,9	—	8,9	д	ЗШ- 178	0,3	—	0,066	0,066	—	—	—
	УБТ	178,0	100,0				8,3	0,0500	0,900	0,966	—	—	—
	УБТ	90,0	90,0				16,6	0,1454	4,362	5,328	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				2934, 8	0,0312	63,27	68,60	2,09	3,23	2,47

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- Снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- Снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- Наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- Предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- Доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- Экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

- Направление, интервал 0-90м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,17 \cdot 90 \cdot 0,100 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 90} = 1192,6 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (1)$$

- Кондуктор, интервал 90-1190м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,13 \cdot 1190 \cdot 0,100 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1190} = 1151,1 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (2)$$

- Эксплуатационная колонна, интервал 1190-2980м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,05 \cdot 2980 \cdot 0,101 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2980} = 1081 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (3)$$

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 1190-2980 м представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 1190-2980 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка единица измерения	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25	149	6	288	12	269	11	706	28
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	10649	11	20565	21	19193	20	50407	51
Барит	Утяжелитель	25	787	32	593	24	209	9	1589	64
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25	0	0	206	8	192	8	398	15
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1 канистра	0	0	411	17	383	16	794	32
Полиакрилат	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	62	3	57	3	119	5
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	0	0	226	9	211	9	437	18
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	0	0	1233	49	1151	1	2384	50
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	0	0	411	17	383	16	794	32

Технологические показатели растворов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,19
Условная вязкость, с	50
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
Содержание песка, %	1,1
Полимер-глинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,15
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	16
ДНС, дПа	70
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9
Полимер-глинистый раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,08
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	16
ДНС, дПа	70
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны.

Потребное количество бурового раствора под интервал 0 – 2980 м представлен в приложение Е.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программном комплексе «Бурсофтпроект» и представлен в таблицах 12, 13, 14.

Таблица 12 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с/дм ²
От (верх)	До (низ)					Количество, шт.	Диаметр, мм		
Под направление									
0	90	Бурение	0,22	0,043	Периферийная	5	9,5	70,5	3,2
Под кондуктор									
90	1190	Бурение	0,74	0,079	Периферийная	6	7	90,4	3,6
Под эксплуатационную колонну									
1190	2980	Бурение	1,09	0,104	Периферийная	6	8	80,8	3,80
Отбор керна									
2930	2960	Отбор керна	0,65	0,062	Периферийная	6	7	98,9	3,42

Таблица 13– Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологии-ческой операции	Тип	Колличество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	90	Бурение	УНБ-600	2	90	150	165	0,85	65	30	60
90	1190	Бурение	УНБ-600	2	90	160	165	0,85	65	27,5	55
1190	2980	Бурение	УНБ-600	2	90	170	145	0,85	65	20	40
2930	2960	Отбор керна	УНБ-600	1	90	170	145	0,85	65	20	40

Таблица 14– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в элементах КНБК				
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе	Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
0	90	Бурение	27	13,8	0	3,1	0,1	10
90	1190	Бурение	132,9	25,4	58,6	40,5	1,8	6,7
1190	2980	Бурение	129,1	25,5	46,5	42,9	12,3	2,0
2930	2960	Отбор керна	76,4	13,0	0	38,0	23,4	2,0

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе кер- на

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 15.

Таблица 15– Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2930-2960	Бурильная головка PDC БИТ215,9/100 (6х7 мм)	4-8	60-180	18-24

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в приложение Е.

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений:

- При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.

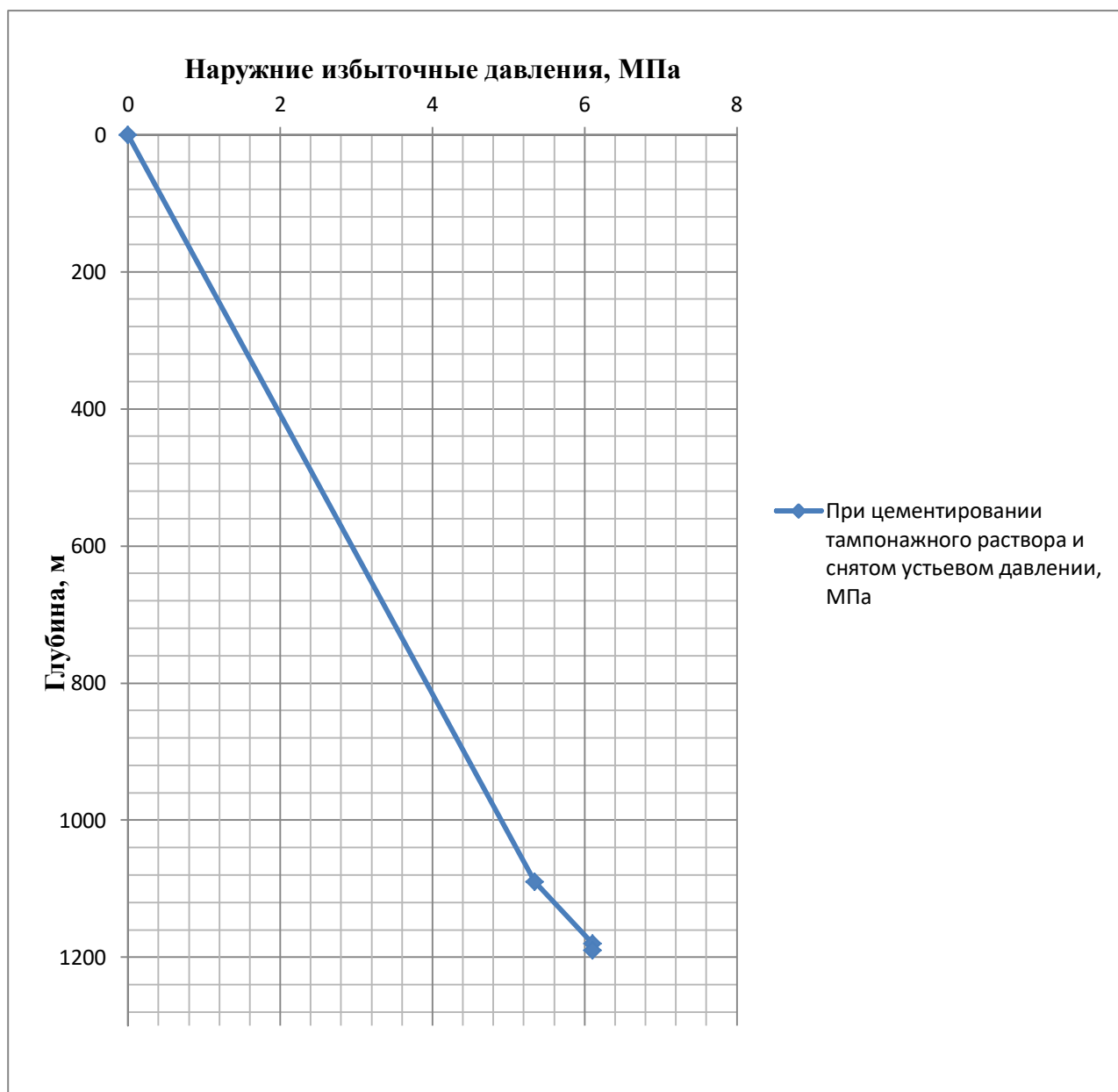


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 3.

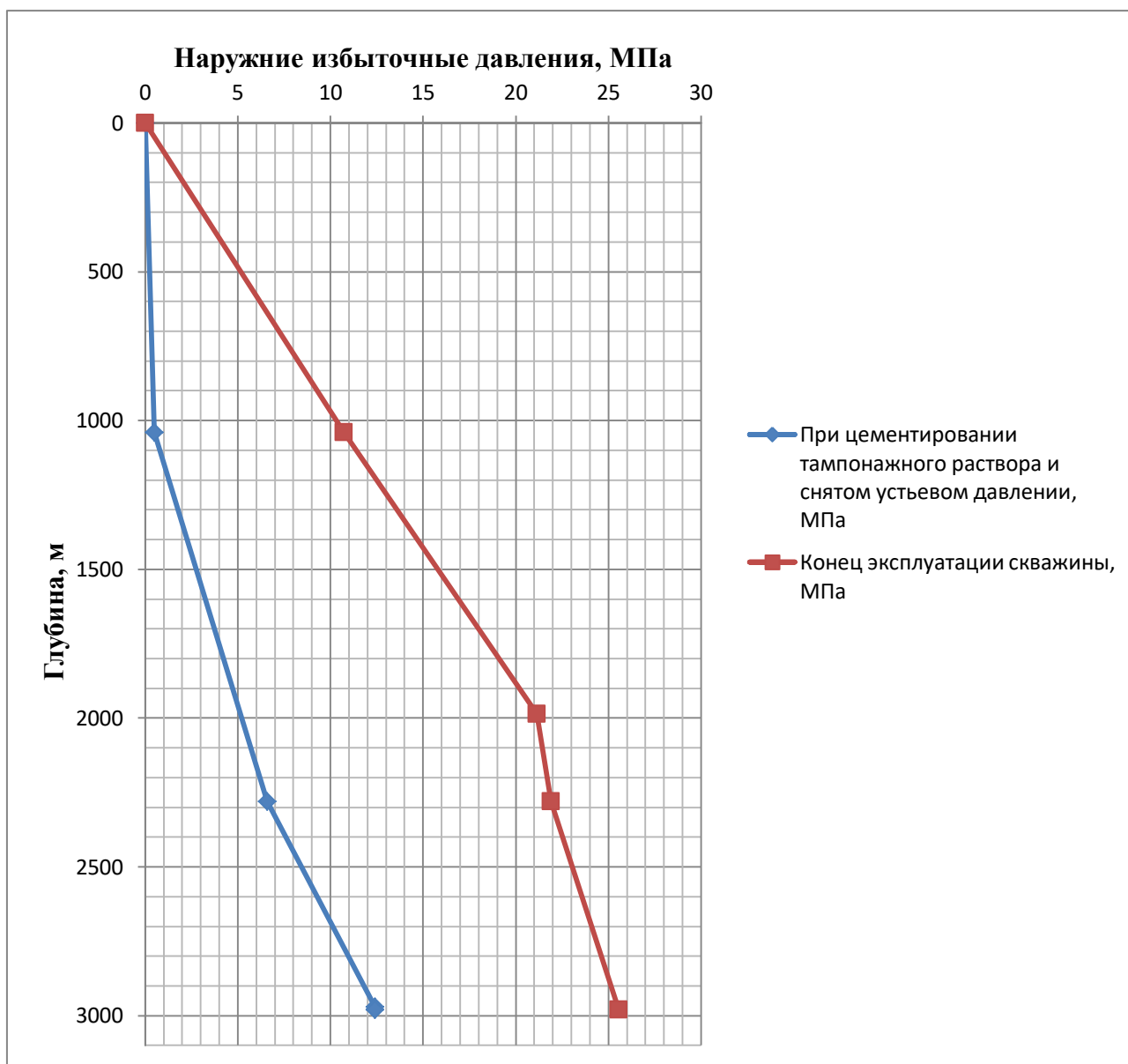


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных эксплуатационной колонны

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 4.

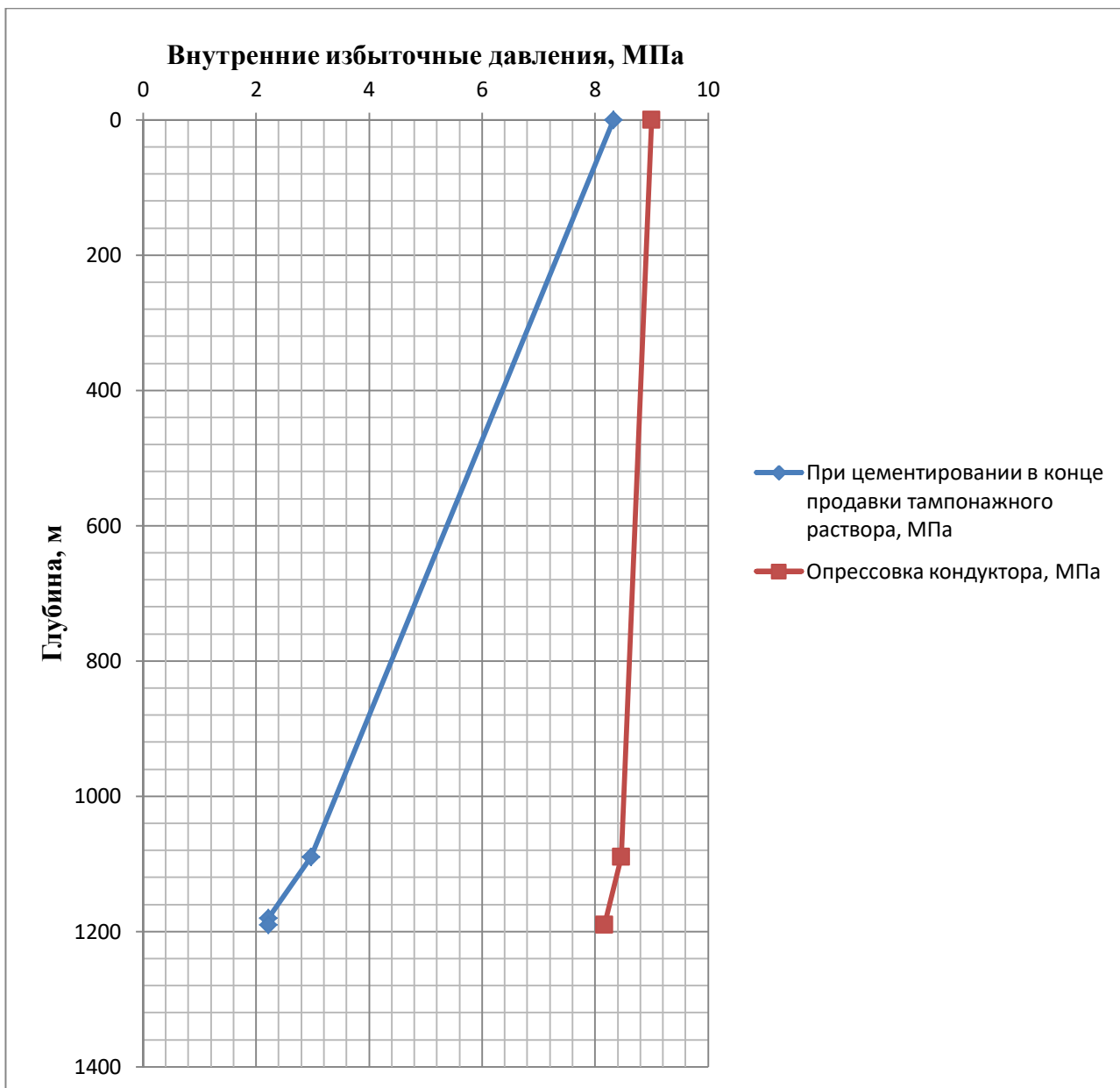


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5.

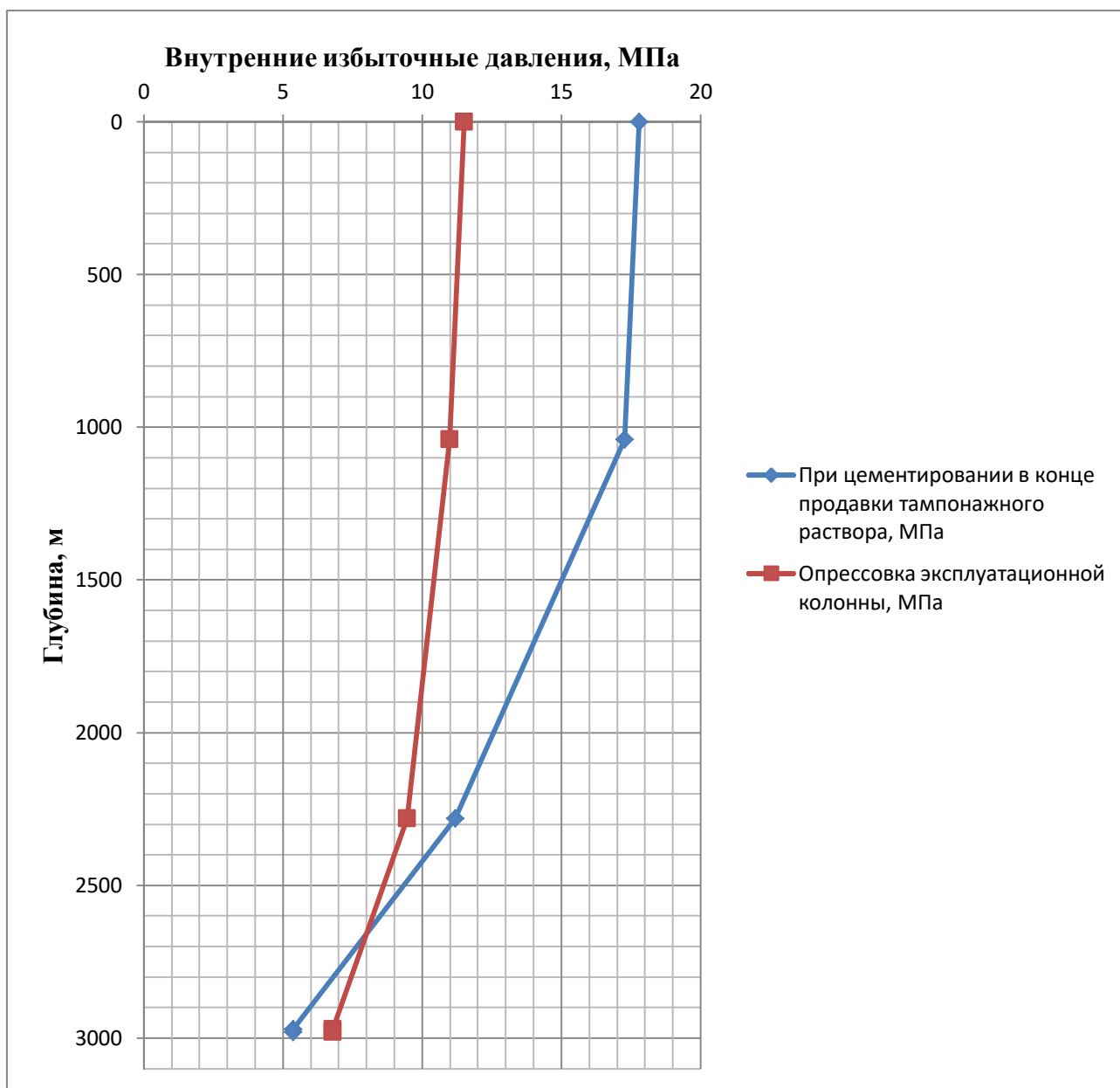


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ сек-ций	Тип резьбо-вого со-едине-ния	Груп-па проч-ности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	Секций	Суммар-ный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	90	67,2	6048	6048	0-90
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1190	47,2	56168	56168	0-1190
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	679	41,4	28110	109565	2301-2980
2	ОТТМ	Д	8,9	2301	35,4	81455		0-2301

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр, мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление 324	БКМ-324	90	90	1	1
	ЦКОДУ-324	80	80	1	1
	ЦПЦ 324/394	0	90	3	3
	ЦТ 324/394	0	90	2	2
	ПРП-Ц-В 324	80	80	1	1
Кондуктор 245	БКМ-245	1190	1190	1	1
	ЦКОДУ-245	1180	1180	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	90	5	38
		90	1190	33	
	ЦТ 245/295	90	1190	55	55
	ПРП-Ц-В 245	1180	1180	1	1
Эксплуатационная 168	БКМ-168	2980	2980	1	1
	ЦКОДУ-168	2970	2970	1	1
	ЦПЦ 168/216	0	1190	29	82
		1190	2980	53	
	ЦТ 168/216	1190	2980	90	90
	ПРП-Ц-В 168	2980	2980	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (4)$$

$$45,6 \text{ МПа} < 49,4 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7	1,5	1050	–	МБП-СМ	99
		5,6		–	МБП-МВ	85
Продавочная жидкость	61		1000	61	–	–
Облегченный тампонажный раствор	31,5		1500	23	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	27885
					НТФ	13
Нормальной плотности тампонажный раствор	16,6		1860	10	ПЦТ - II - 150	22787
					НТФ	7

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{ц}/0,8, \quad (5)$$

$$P_{ца} \geq 14,16,$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_6. \quad (6)$$

Для цемента нормальной плотности:

$$m = 22,787/13 = 1,75.$$

Для облегченного:

$$m = 27,885/10 = 2,78.$$

Технологическая схема обвязки цементировочной техники приведена на рисунке 6.

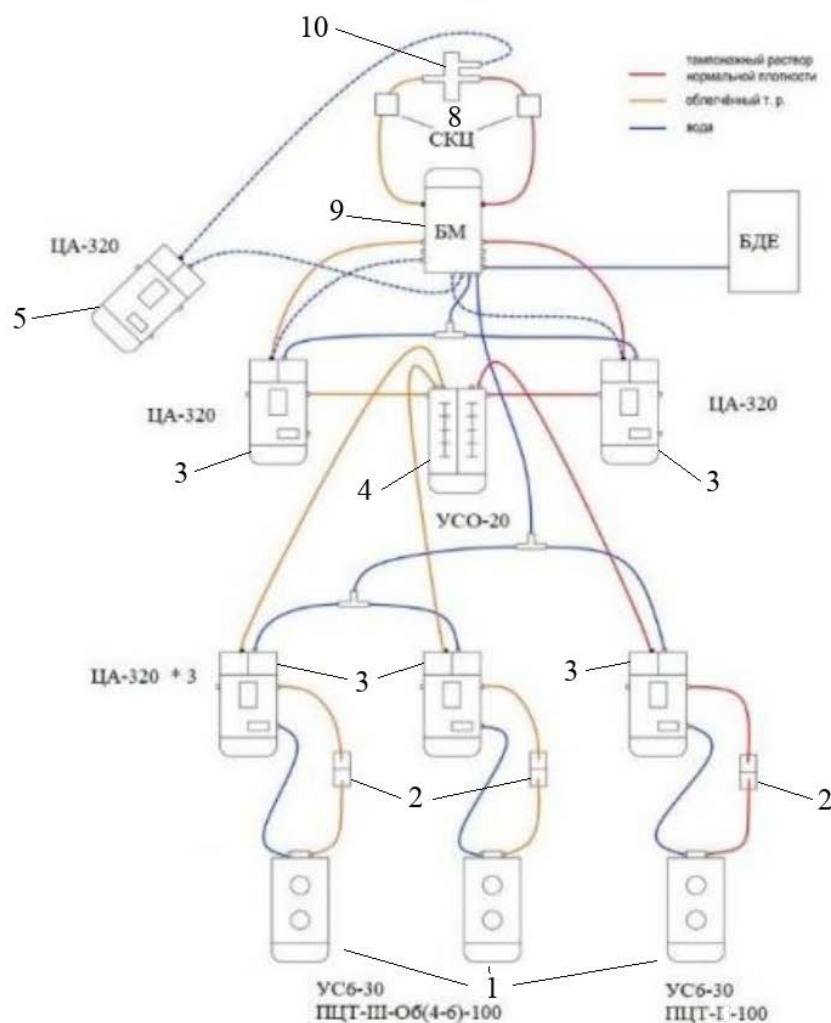


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия;
7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
10 – устье скважины

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k)*P_{пл}}{g*h} = 1059 \text{ кг/м}^3, \quad (7)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины по формуле:

$$V_{ж.г.} = \frac{\pi}{4} * d_{вн}^2 * H = 59,4 \text{ м}^3, \quad (8)$$

где $d_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

H – глубина скважины, м.

При производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. В связи с расположением продуктивных пластов в твердых породах проектируем кумулятивный метод перфорацию.

В связи с необходимостью одновременного вскрытия трех продуктивных пластов толщиной менее 30 м каждый целесообразно использовать для вскрытия компоновку корпусных перфораторов ЗПКТ105Н-ТВ-СП2 на колонне НКТ, позволяющая охватить несколько интервалов вскрытия одновременно на участке длиной до 500 м.

При спуске на НКТ инициирование перфоратора осуществляется сбросом штанги или прокачкой шара. Предусмотрена возможность применения зарядов с дублированной детонационной цепью для повышения надежности передачи детонации в протяженных сборках.

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Количество спусков перфоратора
2940-2950	Кумулятивный	ЗПКТ105Н-ТВ-СП2	16	НКТ	1

Для проведения испытаний в открытом стволе заложим в проект электрогидравлический пластоиспытатель на кабеле ПЛГК-120, применяемый для не обсаженных нефтяных и газовых скважин.

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- Построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- Глубинный анализ пластового флюида;
- Отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать ме-

роприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

Выбираем для установки арматуру фонтанную АФ1-100/80х35.

2.4 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, выбираем буровую установку БУ 3200/200 ЭУК-2М.

Результаты проектирования буровой установки представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты проектирования буровой установки

Выбранная буровая установка БУ 3200/200 ЭУК-2М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	93,328	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 93,328$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	109,565	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 109,565$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	99,15	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/121,326 = 1,64 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 МУФТЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МГРП

Для проведения МГРП есть серьезное экономическое обоснование – эффект достигается за счет бурения одной горизонтальной скважины вместо нескольких наклонно-направленных и проведения в них стандартного ГРП.

При выполнении операций МГРП не требуется спускать в скважину гибкую НКТ (ГНКТ) или колонну НКТ для разобщения новых трещин от созданных. Простимулированные зоны отделяются посредством подачи при каждой операции ГРП в поток жидкости шаров калиброванного размера (сначала самый маленький шар, затем шары все больших размеров). Шары, попадая в соответствующие посадочные места в циркуляционных клапанах, сдвигают их и открывают окна для прохождения проппанта с жидкостью ГРП. Теоретически при большом числе стадий и необходимости вся последовательность многостадийной обработки может выполняться без отключения насосов флота ГРП. При этом формируется запланированное число трещин ГРП по горизонтальной части овала.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП)

Многостадийный гидравлический разрыв пласта – одна из самых передовых технологий в нефтяной отрасли промышленности, наиболее эффективная для боковых горизонтальных стволов скважин.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта приведен на рисунке 7.

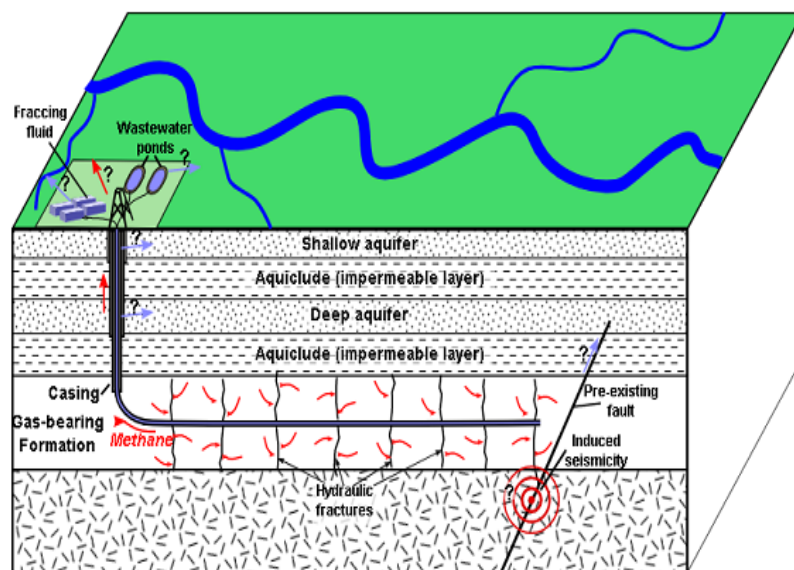


Рисунок 7 – Многостадийный гидравлический разрыв пласта

Отличие МГРП от 1-стадийного ГРП в том, что МГРП проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта с изучением механики горных пород.

МГРП в горизонтальных стволах скважин является хорошо известной технологией и является ключевой для добычи нефти и газа из низко проницаемых пластов.

Назначение муфты для МГРП

Применение компоновки оборудования с муфтами МГРП позволяет проводить многостадийный гидроразрыв пласта без проведения дополнительных внутрискважинных работ.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта:

- Комплект МГРП, активируемый шарами. Активация муфт МГРП происходит при помощи пуска и прокачки шаров различного диаметра в скважину, начиная с самого малого. Муфты спускаются в составе хвостовика в комплекте с набухающими или гидромеханическими пакерами. Муфты могут комплектоваться как обычными металлическими, так и растворимыми компо-

зитными шарами. При этом шар растворяется, либо производится разбуривание шара и посадочного седла поршня;

- Комплект МГРП, активируемый ключами. Активация муфт МГРП происходит при помощи спускаемого на ГНКТ ключа управления муфтами. В этом случае муфты активируются в произвольном порядке. В этом случае седла извлекаются без разбуривания, при помощи специального инструмента после активации муфт;

- Комплект МГРП с разрывными муфтами. При проведении работ по МГРП при повышении абсолютного давления внутри муфты до давления активации происходит открытие окон разрывных портов. Через открытые окна осуществляется гидроразрыв пласта. По окончании ГРП окна муфты остаются открытыми. Для закрытия муфты необходимо спустить в скважину инструмент переключающий, активировать его, зацепиться плашками (сухарями) за втулку, закрывающую муфты и перемещением в сторону устья перевести муфту в положение «ЗАКРЫТО». При необходимости, муфта может быть повторно открыта;

- Комплект МГРП, активируемый созданием перепада давления между внутренним и наружным пространством муфты.

Конструкция седла допускает возможность разбуривания, что позволяет использовать хвостовики практически любого диаметра.

Кроме этого, муфты могут закрываться и повторно открываться, следовательно, подходят для многократного применения.

Компоновки с муфтами с одинаковой эффективностью могут использоваться в горизонтальных, вертикальных и наклонно-направленных шахтах.

Благодаря таким решениям, можно оптимизировать размещение точек начала ГРП или перекрывать приток флюида после проведения гидроразрыва пласта.

Стандартная конструкция скважины с горизонтальным окончанием для проведения МГРП представлена на рисунке 8.

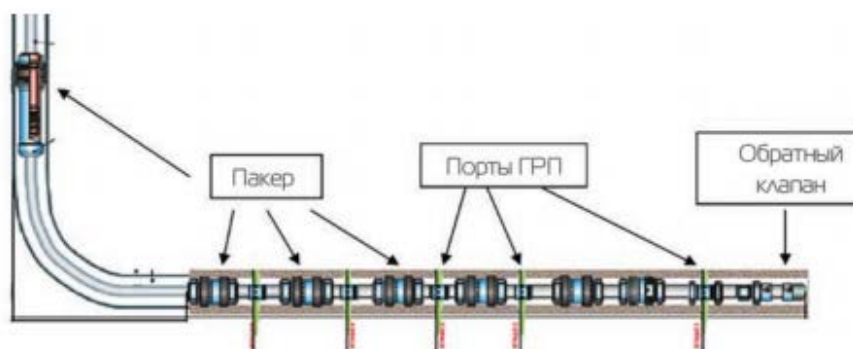


Рисунок 8 – Стандартная конструкция скважины с горизонтальным окончанием для МГРП

Комплекс оборудования для проведения многостадийного ГРМ с неограниченным количеством портов о возможностью повторного ГРП ил открытия-закрытия портов

В состав комплекса входит: ключ для управления муфтами и адаптированные под него муфты ГРП. Ключ управления муфтами КУМ.114 – гидравлически приводимое в действие устройство, спускаемое на ГНКТ, для открытия/закрытия неограниченного количества муфт ГРП в произвольном порядке.

К основным преимуществам устройства относятся:

- Гидравлически активируемые при перепаде давления кулачки ключа;
- Автоматическое расцепление ключа с муфтой после ее открытия/закрытия;
- Возможность управления муфтами в будущем;
- Малые габариты устройства.

Комплекс оборудования для проведения многостадийного ГРМ с неограниченным количеством портов о возможностью повторного ГРП ил открытия-закрытия портов представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Комплекс оборудования для проведения многостадийного ГРП с неограниченным количеством портов о возможностью повторного ГРП или открытия-закрытия портов

Муфта манжетного цементирования для ГРП «ММЦ-Г»

Муфта манжетного цементирования предназначена для проведения манжетного цементирования хвостовика с компоновкой для проведения многостадийного гидроразрыва пласта с разобщением горизонтального участка на зоны гидромеханическими пакерами.

При использовании муфты типа – ММЦ-Г осуществляются следующая совокупность технологических операций:

- Проведение промывки и открытие промывочных отверстий повышением внутреннего избыточного давления, после разобщения трубного и затрубного пространства;
- Проведение промывки с пуском шара;
- Открытие цементировочных окон при посадке шара в седло муфты;
- Проведение цементирования обсадной колонны с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора;
- Продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство обсадной колонны и получение сигнала «стоп»;
- Закрытие.

Муфта манжетного цементированья для ГРП «ММЦ-Г» представлена на рисунке 10.



Рисунок 10 – Муфта манжетного цементированья для ГРП «ММЦ-Г»

Муфта ступенчатого ГРП «МСГРП и МСГРП-Г»

Муфта ступенчатого гидроразрыва пласта МСГРП предназначена для проведения много интервального гидроразрыва пласта. Комплект муфт спускается в скважину в составе компоновки ГРП хвостовика. Каждая муфта устанавливается в заранее определенном интервале ствола скважины. Муфта МСГРП-Г устанавливается в первом интервале гидроразрыва (над башмаком, ПОГРП, КО и пакером). Активация муфты МСГРП-Г проводится повышением давления до 30 МПа. Активация муфт МСГРП происходит при помощи пуска и прокачки шаров различного диаметра в скважину, начиная с самого малого. Муфты спускаются в составе хвостовика в комплекте с набухающими или гидромеханическими пакерами. Муфты могут комплектоваться как обычными металлическими, так и растворимыми композитными шарами.

Муфта ступенчатого ГРП «МСГРП и МСГРП-Г» представлена на рисунке 11.



Рисунок 11 – Муфта ступенчатого ГРП «МСГРП и МСГРП-Г»

Муфта ступенчатого ГРП управляемая «МСГРП-У»

Муфта ступенчатого гидроразрыва пласта — МСГРП-У предназначена для проведения много интервального гидроразрыва пласта. Комплект муфт спускается в скважину в составе компоновки ГРП хвостовика. Каждая муфта устанавливается в заранее определенном интервале ствола скважины. Активация муфт МСГРП происходит при помощи спускаемого на ГНКТ устройства КУМ.114. В этом случае муфты активируются в произвольном порядке. Также активация муфт возможна по стандартной технологии при помощи шаров разного диаметра. В этом случае седла извлекаются без разбуривания, при помощи специального инструмента после активации муфт. Муфты спускаются в составе хвостовика в комплекте с набухающими или гидромеханическими пакерами. Компоновка хвостовика предусматривает установку неограниченного количества муфт.

Муфта ступенчатого ГРП управляемая «МСГРП-У» представлена на рисунке 12.



Рисунок 12 – Муфта ступенчатого ГРП управляемая «МСГРП-У»

Муфта ГРП 114 с растворимым седлом (ГРПП РС 114)

Муфта ГРП 114 с растворимым седлом (ГРПП РС 114) предназначена для проведения многостадийного ГРП в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах. Данная муфта укомплектована посадочным седлом из материала, растворяющегося в минерализованном флюиде. Неоспоримым преимуществом данной муфты является отсутствие необходимости в разбурировании посадочного седла, что сокращает затраты, связанные с нормализации хвостовика, а также снижается риск кольтатации пласта при разбурировании посадочного седла. После растворения посадочного седла муфта ГРП имеет равно проходное сечение 99 мм. Муфта имеет возможность повторного закрытия и

открытия, что позволяет изолировать нужный интервал в случае обводненности или при проведении повторного ГРП.

Муфта ГРП 114 с растворимым седлом (ГРПП РС 114) представлена на рисунке 13.

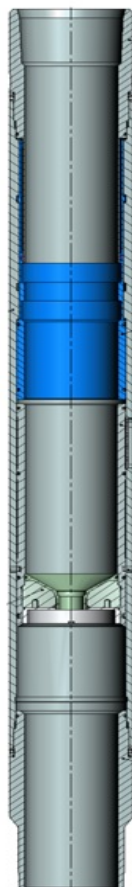


Рисунок 13 – Муфта ГРП 114 с растворимым седлом (ГРПП РС 114)

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Исходные данные

Проектная глубина, м	2980
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
– направление	D _д 393,7 мм на глубину 90 м
– кондуктор	D _д 295,3 мм на глубину 1190 м
– эксплуатационная	D _д 215,9 мм на глубину 2980 м
Буровая установка	БУ 3200/200 ЭУК-2М
Оснастка талевого системы	4х5
Насосы:	
– тип- количество, шт.	УНБ-600
производительность, л/с:	
– в интервале 0-90 м	30
– в интервале 90-1190 м	27,5
– в интервале 1190-2980 м	20
Утяжеленныебурильные трубы (УБТ):	
– в интервале 90-1190 м	УБТ-203х100 Д
– в интервале 1190-2980 м	УБТ 178х90 Д
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 90-1190 м	ДГР-240.7/8.55
– в интервале 1190-2980 м	ДРУ2-172.7/8.РС
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
– в интервале 0-90 м	СБТ G105127х9,19
– в интервале 90-1190 м	СБТ G105127х9,19
– в интервале 1190-2980 м	СБТ G105127х9,19
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0-90 м	Ш 393,7 V-K11T-R970
– в интервале 90-1190 м	Бит 295,3 ВТ 610 Н
– в интервале 1190-2980 м	Бит 215,9 ВТ 613

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Тюменской области представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Нормы механического бурения по Тюменской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	От (верх)	До (низ)			
Направление	0	90	90	0,026	490
Кондуктор	90	1190	1100	0,032	840
Эксплуатационная колонна	1190	2980	1790	0,036	1600

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T * H, \quad (9)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 90 * 0,026 = 2,3 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
90	0,026	2,3
1100	0,032	35,2
1790	0,036	64,44
Итого		101,94

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / \Pi, \quad (10)$$

где Π – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	Нормативное количество долот n
90	490	0,18
1100	840	1,3
1790	1600	1,11
Итого на скважину		2,59

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{\text{СПО}}$, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (11)$$

где $n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 25.

Таблица 25 – расчета времени на СПО и исходные данные

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч						
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки на долото, м	Номер мер-таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м							
1	2	3	4	5	6	7	8							
Направление	0-90	393,7	460	11	24	0-90	0,0119	1,19						
Кондуктор	90-1190	295,3	810	12	32	90-200	0,0120	1,2						
						200-300	0,0131	1,31						
						300-400	0,0133	1,33						
						400-500	0,0137	1,37						
						500-600	0,0139	1,39						
						600-700	0,0141	1,41						
						700-800	0,0144	1,44						
						800-900	0,0147	1,47						
						900-1000	0,0150	1,5						
						1000-1100	0,0155	1,55						
						1100-1190	0,0159	1,59						
Итого								16,75						
Эксплуатационная колонна	1190-2980	215,9	210	12	32	1190-1300	0,0164	1,64						
						1200-1300	0,0175	1,75						
						1300-1400	0,0186	1,86						
						1400-1500	0,0188	1,88						
						1500-1600	0,0191	1,91						
						1600-1700	0,0197	1,97						
						1700-1800	0,0208	2,08						
						1800-1900	0,0228	2,28						
						2000-2100	0,0231	2,31						
						2100-2200	0,0238	2,38						
						2300-2400	0,0244	2,44						
						2400-2500	0,0247	2,47						
						2500-2600	0,0250	2,5						
						2600-2700	0,0252	2,52						
						2700-2800	0,0255	2,55						
						2800-2900	0,0257	2,57						
												2900-2980	0,0259	2,59
						Итого								37,7

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

направление: $3 * 1 = 3$ мин;

кондуктор: $26 * 1 = 26$ мин;

эксплуатационная колонна: $69 * 1 = 69$ мин

4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч, кондуктора – 24 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- Промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- Подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- Спуск резьбовых обсадных труб;
- Подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- Промежуточные работы во время спуска колонны;
- Промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- Подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- Цементирование скважины;
- Заключительные работы после затвердевания цемента;
- Герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота - 7 минут. Спуск бурильных свечей:

- Определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (12)$$

где L_k – глубина колонны, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 90 - 10 = 80 \text{ м.}$$

- Рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м.), переводника с долотом (1м):

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

- Определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n. \quad (13)$$

Для направления:

$$L_T = 80 - 25 = 55 \text{ м.}$$

- Рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (14)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 55 / 25 \approx 2 \text{ шт.}$$

- По УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин:

$$T_{\text{конд.}} = 2 * 2 + 5 = 9 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1190 - 10 = 1180 \text{ м};$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 1180 - 25 = 1155 \text{ м};$$

$$N = 1155/25 = 46,2 \approx 46 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 46 * 2 + 5 = 97 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2980 - 10 = 2970 \text{ м};$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 2970 - 25 = 2945 \text{ м};$$

$$N = 2945/25 = 117,8 \approx 118 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 118 * 2 + 5 = 241 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 9 + 97 + 241 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 545 \text{ мин} = 9,08 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований).

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 293,5 часов или 12,2 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$293,5 \times 0,066 = 19,3 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 250,39 + 19,3 + 25 = 294,69 \text{ ч} = 12,27 \text{ суток.}$$

4.1.9 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 27.

Условные обозначения к таблице 27:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж) 
- Буровая бригада (бурение) 
- Бригада испытании 

Таблица 27 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышкомонтажные работы												
												
												
Буровые работы												
												
												
Освоение												
												
												

4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность определяется по формуле:

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{н}} * k, \quad (15)$$

где $T_{\text{н}}$, – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{\text{пр}} * t_{\text{кр}} * t_{\text{всп}} * t_{\text{р}}}, \quad (16)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{\text{пр}}$, $t_{\text{кр}}$, $t_{\text{всп}}$, $t_{\text{р}}$ – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Продолжительность бурения и крепления скважин представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Продолжительность бурения и крепления скважин

Видработ	Продолжительность		
	Нормативная, ч	Проектная	
		ч	сут
Бурение:			
1. Направление	2,55	2,78	0,11
2. Кондуктор	45,64	49,74	2,07
3. Эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:			
1. Направление	3,56	3,92	0,16
2. Кондуктор	16,0	17,44	0,73
3. Эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

4.2.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

- Механическая скорость V_M , м/ч:

$$V_M = H/T_M, \quad (17)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

- Рейсовая скорость V_p , м/ч:

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{спо}}), \quad (18)$$

где $T_{\text{спо}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

- Коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H \cdot 720)/T_h, \quad (19)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

- Проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H/p, \quad (20)$$

где p – количество долот

- Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (21)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов нормативно технико-экономических показателей бурения скважины представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2980
Продолжительность бурения, сут.	12,27
Механическая скорость, м/ч	16,23
Рейсовая скорость, м/ч	12,71
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
Проходка на долото, м	1502
Стоимость одного метра, руб.	55613

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Прямые затраты (ПЗ) зависят от объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле: $ПЗ = М + ЗПС + ЭМ$,

где М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций,

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих,

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов.

4.2.3 Сметная стоимость строительства скважины

Сметная стоимость строительства скважины представлена в приложение К.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые нормы трудового законодательства

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ). К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда».

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей ТК РФ, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

- Буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- При бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;
- Шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;
- Выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;
- Бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть

ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на нефтяном месторождении

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96. Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	Допустимое значение	Фактическое значение	Допустимое значение	Фактическое значение	Допустимое значение
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Рекомендации по улучшению и оздоровлению условий труда.

Основание для выдачи работнику средств индивидуальной защиты (СИЗ): п.7 Приложение к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от «9» декабря 2009 г. № 970н. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³, нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности – 10 мг/м³, ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м². С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы. В зимнее время температура воздуха понижается до - 50°С. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требо-

вания, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011. Основное требование к зимней спецодежде - это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218-99, зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибростанки, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, виброшита. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, платформы верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефа-

лита, поэтому необходимо уделить особое влияние против энцефалитным прививкам.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997н, проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении незащищенного от земли человека к незащищенным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение

средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводиться с применением страховочного троса, в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

Также следует отметить, что буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60° , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь $2 \div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спускоподъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора. 2.Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания. 3.Освоение продуктивного горизонта	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Повышенный уровень шума на рабочем месте. Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. Недостаточная освещенность рабочей зоны. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы. Повышенное значение напряжения в электрической цепи Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. Пожарная опасность	1 ГОСТ 12.0.002-80. 2 ГОСТ 12.0.003-74. 3 ГОСТ 12.1.005-88. 4 СНИП 2.04.05-91. 5 ГОСТ 12.1.012-90. 6 ГОСТ 12.1.003-83. 7 СНИП 23-05-95. 8«Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». 9 ГОСТ 12.1.007-76. 10 ГОСТ 12.2.003-91. 11 ГОСТ 12.3.003-75. 12 РД 34.21.122-87. 13 СНИП 4557-88. 14 ГОСТ 12.1.008-76. 15 МР 2.2.8.2127-06. Н 2.2.5.1313-03.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируется ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- Применение предупреждающей сигнализации;
- Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет ток непроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

- Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

- Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.3 Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль, туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- По происхождению (антропогенные, природные);
- По продолжительности (кратковременные, затяжные);
- По характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- По масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС). В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Тюменской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- Остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- Немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- Оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- Приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП пожаров

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары;
- Газонефтеводопроявления (ГНВП);
- Взрывы ГСМ;
- Разрушение буровой установки.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- Недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- Недолив скважины при спускоподъемных операциях;
- Поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- Уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- Длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- Провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;

- Проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента;
- Провести учебную тревогу;
- Оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!»

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- Зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- Загерметизировать канал буровых труб и устье скважины (закрыть превенторы);
- Оповестить руководство предприятия о ГНВП.

Далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

- Вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- Глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

Заключение

В ходе выполнения выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована и разработана технологическая часть строительства разведочной скважины глубиной 2980 метров.

На основании горно-геологических условий и расчетных данных обоснована и спроектирована конструкция скважины, состоящая из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

При проектировании процессов углубления, выбраны режимы бурения, шарошечное долото для направления, долота PDC под кондуктор и эксплуатационную колонну. Для отбора керна выбрана бурильная головка PDC. Подобраны и рассчитаны на прочность компоновки низа бурильной колонны. Спроектирована двухсекционная эксплуатационную колонну с группой прочности Д, проведены расчёты на прочность обеспечивающая предотвращения смятия или разрыва. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

С помощью гидравлической программы промывки скважины подобрано необходимое количество буровых насосов и режимы работы. В связи с возможными осложнениями при бурении был спроектирован бентонитовый буровой раствор под направление и полимер-глинистый под эксплуатационную колонну.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивного метода перфорации, компоновкой корпусных перфораторов ЗПКТ105Н-ТВ-СП2 на колонне НКТ.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-21-168x245 К1 ХЛ, ОП5-230/80x21, АФ1-

100/80x35. На основании расчётных данных, подобрана необходимая буровая установка БУ 3200/200 ЭУК-2М.

В специальной части рассмотрены муфты для проведения ГРП. Анализ муфт позволил выявить четыре основных типа: муфты манжетного цементировки для ГРП, муфта ступенчатого ГРП, муфта ступенчатого ГРП управляемая и муфта ГРП 114 с растворимым седлом. По результатам анализа их конструкции и принципа работы самой эффективной является муфта ГРП 114 с растворимым седлом. Основным преимуществом данной муфты является отсутствие необходимости в разбурировании посадочного седла, что сокращает затраты, связанные с нормализацией хвостовика, а также снижается риск кольматации пласта.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. – М.: Недра, 1987. – 156 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб.пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
3. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
4. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
5. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 388 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВНИИТнефть, 1998. – 144 с.
7. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/под ред. А. Г. Калинина. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001.
8. Редутинский Л.С. Расчёт параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
9. Сароян А.Е. Трубы нефтяного сортамента. –М.: Недра, 1987. – 488 с.
10. Середа Н.Г., Соловьёв Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988. – 359 с.
11. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
12. ГОСТ 12.0.004-90 Организация обучения безопасности труда.
13. РД 34.21.122-87 Инструкции по молниезащите зданий и сооружений.
14. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
15. Абдрахимов Ю. Р. Повышение безопасности при освоении скважин после проведения операции гидравлического разрыва пласта / Абдрахимов,

З.А. Закирова, А.Р. Халиуллина., // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – Уфа. №2, 2016.

16. ОСТ 51-01-03-84 Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтегазодобыче. Основные требования к качеству очистки.

17. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.

18. РД 39-0147103-376-86 Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

19. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

20. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

21. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

22. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

23. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

24. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

Приложение А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Название системы	Индекс	Угол, град.	Азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	80	Четвертичное отл	Q	0	0	1,3
80	140	Туртасская свита	P ₃ trt	0	0	1,3
140	230	Новомихайловская сви-	P ₃ nm	0	0	1,3
230	330	Атлымская свита	P ₃ at	0	0	1,3
330	500	Тавдинская свита	P ₂ tvd	0	0	1,3
500	720	Люлинворская свита	P ₂ ll	0	0	1,3
720	820	Талицкая свита	P ₁ tl	0	0	1,25
820	910	Ганькинская свита	K ₂ gn	0	0	1,25
910	1000	Березовская свита	K ₂ br	0	0	1,25
1000	1030	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0	0	1,25
1030	1140	Покурская свита	K ₂ uv	30"	0	1,25
1140	1690	Ханты-мансийская сви-	K ₁ hm	30"	0	1,25
1690	1890	Викуловская свита	K ₁ vk	30"	0	1,25
1890	2000	Алымская свита	K ₁ al	30"	0	1,25
2000	2220	Сангопайская свита	K ₁ san	1°30"	0	1,25
2220	2500	Усть-баликская свита	K ₁ ub	1°30"	0	1,25
2500	2856	Сортымская свита	K ₁ sor	1°30"	0	1,25
2856	2886	Баженовская свита	J ₃ bg	2-3	0	1,25
2886	2900	Абалакская свита	J ₃ ab	2-3	0	1,25
2900	2970	Тюменская свита	J ₂ tm	2-3	0	1,25

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Q	0	80	Суглинки Пески Супеси Глины	30 30 20 20	Почвенно-растительный слой, супеси, суглинки, торфяники. Глины зеленовато и буровато-серые вязкие, песчанистые с прослоями и гнездами песков разнозернистых, алевролитов и линзами песчанников.
P _{3trt}	80	140	Глины Алевриты	50 50	Свита представлена глинами и алевролитами зеленовато-серыми, тонкослоистым с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых тонкозернистых песков
P _{3nm}	140	230	Глины Пески Алевриты Угли	40 35 25 5	Свита представлен неравномерным переслаиванием песков, глин и алевролитов. Пески серые, светло-серые, с включениями растительных остатков. Глины и алевролиты серые, коричневатосерые, с включениями обломков древесины и прослойками угля.
P _{3at}	230	330	Пески Глины Угли	80 15 5	Свита сложена песками серыми, мелко и среднезернистыми преимущественно кварцевыми. С включениями растительных остатков и древесины и глин серых, зеленовато-серых, алевролитистых
P _{2tvd}	330	500	Глины	100	Свита сложена глинами серыми, зеленовато и голубоватосерыми, листоватыми, алевролитистыми с прослойками алевролитов, с остатками двустворок.
P _{2ll}	500	720	Глины	100	Свита представлена преимущественно глинами серыми, зелено-вато-серыми, реже желтовато-зелеными, тонкоотмученными, алевролитистыми.
P _{1tl}	720	820	Глины	100	Свита сложена глинами темно-серыми, иногда с буроватым или зеленоватым оттенком, неяснослоистыми, тонкоотмученными и алевролитистыми
K _{2gn}	820	910	Глины	100	Свита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, известковистыми, переходящими в мергели.
K _{2br}	910	1000	Глины Опоки	90 10	Свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена переслаиванием глин серых и пепельно-серых, прослоями поковидных с опоками серыми и голубовато-серыми. Верхняя подсвита сложена глинами серыми.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₂ kz	1000	1030	Глины	100	Свита представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, плотными, с прослоями глауконитовых алевролитов и редко песчаников.
K ₂ uv	1030	1140	Пески Песчаники Алевролиты Глины	30 30 20 20	Свита сложена неравномерным переслаиванием песков, алевролитов, слабосцементированных, глинистых, полевошпатово-кварцевых песчаников и алевролитов, а также глин аргиллитов подобных зеленовато-серых и темно-серых.
K ₁ hm	1140	1690	Песчаники Глины Алевролиты	40 30 30	Свита представлена неравномерным переслаиванием песчано глинистых пород, причем в нижней части преобладают глинистые разности, в верхней - песчано-алевритовые. Глины темно-серые, плотные, аргиллитоподобные, алевроитистые. Алевролиты и песчаники светло-серые и серые, глинистые, не очень крепкие, слюдистые с прослоями глин.
K ₁ vk	1690	1890	Песчаники Алевролиты Аргиллиты Глины	60 20 10 10	Свита делится на две подсвиты: нижнюю преимущественно глинистую и верхнюю - песчано-глинистую, с преобладанием песчаников и алевролитов. Нижняя подсвита сложена аргиллитами и глинами темно-серыми. Верхняя подсвита сложена преимущественно песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми мелкозернистыми, глинистыми.
K ₁ al	1890	2000	Глины Аргиллиты Алевролиты Песчаники	60 15 15 10	Свита сложена преимущественно глинами темно-серыми, прослоями до черных. В верхней части встречаются прослой битуминозных аргиллитов, в нижней - прослой алевролитов и песчаников светло-серых, мелкозернистых, глинистых. Встречаются маломощные прослой глинистых известняков.
K ₁ san	2000	2220	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	70 15 15	Свита сложена частым переслаиванием песчано-алевритовых пород и аргиллитов. Песчано-алевритовые породы серые и светло-серые, мелко-зернистые, прослоями известковистые, слюдистые, в той или иной степени глинистые. Аргиллиты темно-серые и серые, прослоями зеленоватые, прослоями тонкоотмученные.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K _{1ub}	2220	2500	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	60 20 20	В основании свиты залегает пачка аргиллитов темно-серых. Разрез толщи характеризуется сложным геологическим строением ислогоается переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Ачимовская толща перекрывается неачимовской пачкой аргиллитов темносерых, алевритистых. Верхняя подсвита сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми, алевритистым до алевритовых, переходящихв песчаники светлосерые и серые
K _{1sor}	2500	2856	Глины Песчаники	50 50	Представлена глинами аргиллитоподобными тёмно-серыми, линзовидными, горизонтальными, со следами оползания осадков. Также свиту представляют песчаники серые, от мелко до среднезернистых, с косой слоистостью, с включениями углistosлюдистого материала с прослоями коричневого песчаника
J _{3bg}	2856	2886	Аргиллиты	100	Баженовская свита сложена, в основном, аргиллитами темно-серыми, иногда почти черными с коричневатым оттенком, с очень подчиненным значением известняков и мергелей
J _{3ab}	2886	2900	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	80 10 10	Свита сложена аргиллитами темносерыми, почти черными. В основании свиты встречаются тонкие пропластки песчаников, алевролитов, включения оолитовых сидеритов.
J _{2tm}	2900	2970	Песчаники Глины Аргиллиты Угли	60 15 15 5	В разрезе верхней подсвиты вновь доминирует песчаные разности пород, ритмично чередующиеся с глинистыми осадками. Нередки пропластки и линзы бурых углей, в аргиллитах и алевролитах. Песчано- алевритовые осадки объединяются в пласт ЮС2, залегающий в кровле подсвиты. Средняя подсвита, преимущественно глинистая, сложена аргиллитами сильно алевритистыми с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов с пропластками и линзами бурых углей.

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- графи- ческо- го под- разде- ление	Интервал, м		Краткое название горной по- роды	Плот- ность, г/см ³	Пори- стость, процент	Проницае- мость, мДарси	Глини- стость, процент	Карбо- нат- ность, процент	Твер- дость, кгс/мм ²	Рас- слоен- ность породы	Абра- зив- ность	Категория породы промысло- вой клас- сификации (мягкая, средняя и т.п.)
	От (верх)	До (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	80	Суглинки	1,8	25-30	10	90	0	<10	2	4	Мягкая
			Пески	1,5	30-35	1500	5	0	<10	1	10	Мягкая
			Супеси	1,5	30-35	1500	10	0	<10	1	10	Мягкая
			Глины	2,0	25-30	0	95	0	<10	2	4	Мягкая
P _{3trt}	80	140	Глины	1,9	25-30	10	55	0	10	2	3-6	Мягкая
			Алевриты	2,0	25-30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
P _{3nm}	140	230	Пески	2,1	25	2000	10	0	0	2	10	Мягкая
			Алевриты	1,9	15	5	50	2	10	2	6	Мягкая
			Угли	1,2	0	0	0	0	25	4	5	Мягкая
			Глины	2,0	30	0	100	0	10	5	10	Мягкая
P _{3at}	230	330	Пески	2,1	25	2000	10	0	0	2	10	Мягкая
			Угли	1,2	0	0	0	0	25	4	5	Мягкая
			Глины	2,0	30	0	100	0	10	2	4	Мягкая
P _{2tvd}	330	500	Глины	2,1	20	0	100	0	10	3	4	Мягкая
P _{2ll}	500	720	Глины	2,0	20	0	100	5	10	3	4	Мягкая
P _{1tl}	720	820	Глины	2,0	20	0	100	0	15	3	4	Мягкая
K2gn	820	910	Глины	2,0	15	0	100	2	15	3	4	Мягкая
K2br	910	1000	Глины	2,1	10	0	100	0	15	3	4	Средняя
			Опоки	2,0	22	10	40	20	20	5	10	Мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K2kz	1000	1030	Глины	2,0	10	0	100	5	25	3	4	Мягкая
K2uv	1030	1140	Пески	2,1	25	50-90	10	0	0	2	10	Средняя
			Песчаники	2,2	15-20	15	15	3	50	2,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,2	10	5	17	6	50	3	4	Средняя
			Глины	2,2	10	0	100	3	15	5	4	Средняя
K ₁ hm	1140	1690	Алевролиты	2,2	0-10	0,03	10	5	60	2	6	Средняя
			Песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	Средняя
			Глины	2,2	0	5	95	5	50	3	4	Средняя
K ₁ vk	1690	1890	Песчаники	2,2	15	15	15	3	40	2,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	20	7	20	3	20	2,5	10	Средняя
			Аргиллиты	2,4	5	0	95	7	100	3	4	Средняя
			Глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	Средняя
K ₁ al	1890	2000	Глины	2,3	10	0	100	2	30	1	6	Средняя
			Аргиллиты	2,2	5	0	95	5	25	3,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	15	3	20	3	20	2,5	10	Средняя
			Песчаники	2,2	15	15	15	3	40	2,5	10	Средняя
K ₁ san	2000	2220	Песчаники	2,4	20	19	20	10	60	3	4	Средняя
			Алевролиты	2,3	7	5	30	5	20	3,5	5	Средняя
			Аргиллиты	2,2	5	0	95	5	25	3,5	10	Средняя
K ₁ ub	2220	2500	Песчаники	2,2	25	15	10	5	50	3,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	10	5	20	1	65	1	6	Средняя
			Аргиллиты	2,4	5	0	95	7	100	3	4	Средняя

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ so	2500	2856	Глины	2,4	0	0	100	8	100	3	6	Средняя
			Песчаники	2,2	25	15	10	5	50	3,5	10	Средняя
J ₃ bg	2856	2886	Аргиллиты	2,4	0	0	95	8	100	3	6	Средняя
J ₃ ab	2886	2900	Аргиллиты	2,4	0	0	95	8	100	3	6	Средняя
			Алевролиты	2,4	5	0	40	15	90	3	4	Средняя
			Песчаники	2,4	15	2	20	45	60	2,5	10	Средняя
J ₂ tm	2900	2970	Песчаники	2,4	15	0,4-15	10	60	80	2,5	4	Средняя
			Глины	2,4	5	0	100	5	90	3	4	Средняя
			Аргиллиты	2,4	10	1	95	30	120	2,5	6	Средняя
			Угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	Средняя

Приложение Б

Таблица Б.1 – Зоны возможных осложнений и их характеристика

Индекс страти- графиче- ского под- разделе- ния	Интервал, м		Тип осложне- ния	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P ₁	0	820	Поглощение бурового рас- твора	Отклонение параметров бурового раствора от проектных; несоблюдение скоростей СПО; несвоевременные промывки во время проведения СПО; отклонения в технологии промывки ствола скважины; образование „сальников” и „поршневание” ствола скважины при проведении СПО.
K ₁	820	1140		
K ₁	1140	2000		
K ₂	2000	2856		
J ₃	2856	2900		
J ₂	2900	2970		
Q -P ₃	0	820	Осыпи и об- валы горных пород	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₂	820	1140		
K ₁	1140	2000		
K ₂	2000	2856		
J ₃	2856	2900		
J ₂	2900	2970		
Q -P ₃	0	820	Прихвато- опасность	Ввиду некачественного бурового раствора, а также оставления ствола скважины без шаблонирования или СПО в течение продолжительного промежутка времени. Снижение гидростатического давления в стволе скважины из-за: - недолива заполняющей скважину жидко- сти; - подъёма бурильного инструмента с „сальником” или (и) на повышенной ско- рости; - снижения плотности жидкости, заполня- ющей скважину, ниже допустимой.
K ₂	820	1140		
K ₁	1140	2000		
K ₂	2000	2856		
J ₃	2856	2900		
J ₂	2900	2970		

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5
P^1_3	0	330	Нефтеводопроявление	<p>В процессе бурения возможно разгазирование, переливы, выбросы ПЖ, увеличение водоотдачи бурового раствора. При вскрытии зон поглощения возможен переход скважины на открытое фонтанирование, пленка нефти, пузырьки газа. При снижении давления в стволе скважины ниже пластового, т.е. при создании депрессии на пласт. Геологические: вскрытие зон катастрофического поглощения с падением уровня ПЖ ниже критической отметки.</p> <p>Технологические: несоответствие параметров ПЖ - проектным, нарушение режимов бурения и СПО, неправильный выбор гидравлической программы.</p>
$K_2 + K_1$	1030	1140		
K_1	1140	2340		
$K_1 \text{ БС}_6$	2351	2376		
$K_1 \text{ БС}_8$	2416	2441		
K_1	2500	2630		
$K_1 \text{ БС}_{10}$	2646	2671		
$K_1 \text{ Ач}_1$	2691	2731		
$K_1 \text{ Ач}_2$	2751	2776		
$K_1 \text{ Ач}_3$	2776	2801		
$J_2 \text{ ЮС}_1$	2900	2910		
$J_2 \text{ ЮС}_2$	2940	2950		
K_2	820	1140	Посадки и затяжки бурового инструмента.	Отклонение параметров бурового раствора от проектных; несоблюдение скоростей СПО; несвоевременные промывки во время проведения СПО; отклонения в технологии промывки ствола скважины;
K_1	1140	2000	Оползни, сужение ствола скважины.	Нарушение технологии бурения, отклонение параметров бурового раствора от проектных, превышение скорости СПО, организационные простои, несвоевременная реакция на признаки осложнений
K_2	2000	2856	Оползни, сужение ствола скважины.	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка ствола скважины от шлама, допущение длительных простоев
J_3	2856	2900	Желообразование, кавернообразование, сужение ствола скважины	Разбухание глинистых пород ввиду некачественного бурового раствора, а также оставления ствола скважины без шаблонирования или СПО в течение продолжительного промежутка времени.

Приложение В

Таблица В.1 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	90	323,9	393,7
Кондуктор	1190	244,5	295,3
Эксплуатационная	2980	168,3	215,9

Приложение Г

Таблица Г.1 – Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал, м		0-90	90-1190	1190-2980
Исходные данные				
Диаметр долота, D_d	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
Нагрузка, кН (G_{oc})		175	120	104
Расчетный коэффициент, $H^*_{м}/кН$ (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		—	262,48	191,37
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ (M_p)		—	2635	2249
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*_{м}$ (M_o)		—	147,65	107,65
Удельный момент долота, $H^*_{м}/кН$ ($M_{уд}$)		—	36,93	27,33

Приложение Д

Таблица Д.1 – КБНК для бурения секции под направление (0-90)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–90 м)							
1	Ш 393,7 V-K11T-R970	0.40	393,7	–	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник M152xM152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203x100 Д	16,6	203	100	3-152	Ниппель	3,186
					3-152	Муфта	
4	Переводник M171xH152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,112
					3-171	Муфта	
6	Переводник M171xH152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203x100 Д	16,6	203	100	3-152	Ниппель	3,186
					3-152	Муфта	
8	Переводник M133xH152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
7	СБТ G105127x9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1041,69
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133x35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	Переводник M133xH133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Д.2 – КБНК для бурения секции под кондуктор (90-1190)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж- ный диаметр, мм	Внут- ренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум- марный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под кондуктор (90–1190 м)							
1	Бит 295,3 ВТ 610 Н (6х7 мм)	0,3	295,3	–	3-152	Ниппель	0,035
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	–	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СТ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	–	3-171	Ниппель	2,911
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178х90 Д	33,2	178	90	3-147	Ниппель	6,372
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0.011
					3-133	Муфта	
11	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	30,182
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Д.3 – КБНК для бурения секции под эксплуатационную колонну
(1190-2980 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж- ный диаметр, мм	Внут- ренний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум- мар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1190–2980 м)							
1	Бит 215,9 ВТ 613 (6х8 мм)	0,25	215,9	–	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	–	3-117	Муфта	1,081
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной кла- пан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	16,6	178	90	3-147	Ниппель	3,186
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	49,8	178	90	3-147	Ниппель	9,558
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравличе- ский ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	77,10 8
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Д.4 – КБНК для отбора керна (2930–2960 м)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж- ный диаметр, мм	Внут- ренний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум- мар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Отбор керна (2930–2960 м)							
1	Бурильная головка БИТ215,9/100 (6х7 мм)	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0,02
2	Керноотборный сна- ряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	24,9	178	90	3-147	Ниппель	4,779
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	77,427
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Приложение Е

Таблица Е.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2980 м

Направление интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	До					
0	90	90	393,7	—	1,30	70,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						44,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,5
Объем раствора в конце бурения интервала						94,6
Объем раствора к приготовлению:						141,9
Кондуктор интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	До					
90	1190	1100	295,3	323,9	1,30	245,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						15,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						144,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,5
Объем раствора в конце бурения интервала						325,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						490,9
Объем раствора к приготовлению:						325,1
Эксплуатационная колонна интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	До					
1190	2980	1790	215,9	244,5	1,25	127,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						12,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						57,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						8,9
Объем раствора в конце бурения интервала						177,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						255,9
Объем раствора к приготовлению:						255,9

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1860
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	865	Глубина скважины, м	2980
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1040	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	700
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1986

Приложение К

Таблица К.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовитель- ные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		Коли- чество, шт	Сумма	Количе- ство, шт	Сумма	Количе- ство, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при без- метражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	—	—	—	—	—	—
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	—	—	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бу- рение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетче- ризации и управления процессом бурения, сут	27,67	—	—	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, экс- плуатационное бурение	7,54	—	—	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента ,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при экс- плуатационном бурении, сут	6,95	—	—	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при турбинном бурении ($4000 < V < 5500$ м/ст.-мес), сут	853,29	—	—	—	—	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	—	—	0,11	1,77	—	—	—	—
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	—	—	1,93	475,98	—	—
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	—	—	—	—	—	—	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	—	—	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	—	—	—	—	—	—
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	—	—	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	—	—	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец. транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	—	—	—	—	—	—
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	—	—	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	—	—	14,2	1070,68	25,4	1915,16	—	—
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	—	—	0,17	338,98	0,38	757,72	—	—
Биолуп LVL, т	324,74	—	—	—	—	—	—	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	—	—	—	—	—	—	—	—
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	—	—	0,085	1,56	0,06	1,0998	—	—
НТФ, т	916	—	—	—	—	—	—	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	—	—	—	—	—	—	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	—	—	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	—	—	6,39	175,33	63,3	1738,2	—	—
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	—	—
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	—	—	—	2350,2	—	12579,36	—	24600,27	—
Затраты зависящие от объема работ									
Ш 393,7 V-K11T-R970	686,4	—	—	0,1	68,64	—	—	—	—
Бит 295,3 ВТ 610 Н	1379,7	—	—	—	—	0,43	593,271	—	—
PDC ViM613	1028,4	—	—	—	—	—	—	1,18	1213,512

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0			169,944		747,883		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31			2520,14		13327,24		29788,05	
Всего по сметному расчету, руб	54639,74								

Таблица К.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,70
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатации бурения, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Автомобильный спец. транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-323,9, шт	85,5	1	85,5	—	—	—	—
Башмак колонный БК-244,5, шт	65	—	—	1	65	—	—
Башмак колонный БК-168,3, шт	45,5	—	—	—	—	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295, шт	25,4	—	—	16	406,4	—	—
Центратор ЦЦ-168,3/191-216, шт	18,7	—	—	—	—	50	935
ЦКОДМ-244,5, шт	113,1	—	—	1	113,1	—	—
ЦКОДМ-168,3, шт	105	—	—	—	—	1	105

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5, шт	59,15	—	—	1	59,15	—	—
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3, шт	30,12	—	—	—	—	1	30,12
Головка цементируочная ГЦУ-244,5	3320	—	—	1	3320	—	—
Головка цементируочная ГЦУ-168,3	2880	—	—	—	—	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		746,52		7203,26		10706,74	
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 323,9х9,5, м	37,21	50	1860,5	—	—	—	—
Обсадные трубы 244,5х8,9 м	28,53	—	—	800	22824	—	—
Обсадные трубы 168,3х8 м	25,41	—	—	—	—	80	2032,8
Обсадные трубы 168,3х8,0 м	23,67	—	—	—	—	10	236,7
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	—	—
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-об(4)-100, т	29,95	—	—	—	—	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150, т	32	—	—	—	—	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	—	—	—	—	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	—	—	—	—	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	—	—	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб		2573,2		25538		55704,92	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		3337,72		32741,26		66411,66	
Всего по сметному расчету, руб		103228,64					

Таблица К.3 – Уточненный сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	1124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450

Продолжение таблицы

Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414

Продолжение таблицы К.3

1	2
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	8776
Итого по главе 8:	8776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9422
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	256123
Топографо-геодезические работы Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы Проектные работы	790 3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
ВСЕГО с учетом НДС	147524237

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение разведочной скважины глубиной 2980 м

Оборудование:
Буровая установка: БУ 3200/200 ЭУК - 2М
Лебедка: ЛБУ22-670
Талевая система: 4х5
Ротор: Р-700
Насосы: УНБ-600

Геологическая часть										Техническая часть									
Глубина, м. По вертикали	Стратиграфия			Литологическое описание	Температура	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений			Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры промывочной жидкости	Примечание
	Система	Свита	З							394 мм	295 мм	216 мм							
										324 мм	245 мм	168 мм							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			11	12	13	14	15	16	17	
100	палеогеновая					Отбор керна производится на интервале 2930-2960 м. Способ бурения: роторный, частота вращения 65-125 об/мин, нагрузка 2-5т, расход 15-23 л/с, бурильная головка РДС БИТ215,9/100 (6х7 м)	Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы горных пород, прихватоопасность.	Посадки и затяжки бурового инструмента.	Нефтеводопроявление	Направление	90 м	Кондуктор	Ш 393,7 V-K11T-R970	-	3	60	30	Плотность - 1,19 г/см ³ , Условная вязкость - 50 сек, Водоотдача - 10 см ³ /30 мин, Содержание песка - 1,1 %.	1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и записью в буровом журнале объема доливаемого раствора. 2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7 м/с., за 100метров до продуктивного горизонта до 0,4м/с. 3. Не допускать нахождения бурильного инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут. 4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурильного инструмента в открытом стволе), поднять бурильный инструмент в башмак обсадной колонны, наверхнуть обратный клапан, устье загерметизировать. Инструмент оставить на талях. 5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить, шаблонировать признаки обвалообразования или газоводопроявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с Y=1,16±0,02 г/см3 до Y=1,22±0,02 г/см3. 6. При бурении под жспл. колонну в случае возникновения признаков обвалообразования или газоводопроявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с Y=1,16±0,02 г/см3 до Y=1,22±0,02 г/см3. 7. Проверку ПВО производить при глубине до 1500м. - через 18часов, до 2500м. - через 24часа, свыше 2500м. - через 36часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции. 8. При бурении под жспл. колонну в случае возникновения признаков обвалообразования или газоводопроявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с Y=1,16±0,02 г/см3 до Y=1,22±0,02 г/см3.
200	Новомихайловская	Туртасская	0	0															
300	Атлымская	Тавдинская	0	0															
400	Талицкая	Люпинворская	15	21															
500	Ганькинская	Березовская	25	26															
600	Кузнецовская	Покорская	35	40															
700	Ханты-мансийская	Викуловская	42	59															
800	Альмская	Санголайская	65	68															
900	Усть-баликская	Сортымская	74	82															
1000	Баженовская	Тюменская	82	92															
1100	Тюменская	Тюменская	98	98															
1200	Тюменская	Тюменская	98	98															
1300	Тюменская	Тюменская	98	98															
1400	Тюменская	Тюменская	98	98															
1500	Тюменская	Тюменская	98	98															
1600	Тюменская	Тюменская	98	98															
1700	Тюменская	Тюменская	98	98															
1800	Тюменская	Тюменская	98	98															
1900	Тюменская	Тюменская	98	98															
2000	Тюменская	Тюменская	98	98															
2100	Тюменская	Тюменская	98	98															
2200	Тюменская	Тюменская	98	98															
2300	Тюменская	Тюменская	98	98															
2400	Тюменская	Тюменская	98	98															
2500	Тюменская	Тюменская	98	98															
2600	Тюменская	Тюменская	98	98															
2700	Тюменская	Тюменская	98	98															
2800	Тюменская	Тюменская	98	98															
2900	Тюменская	Тюменская	98	98															
2980	Тюменская	Тюменская	98	98															
2980 м																			
Эксплуатационная колонна																			
1040 м																			
Бит 295,3 ВТ 610 Н (6х7 мм)																			
ДГР-240,7/8.55																			
8																			
140																			
27,5																			
Плотность - 1,15 г/см ³ , Условная вязкость - 30 сек, Пластическая вязкость - 16 сПз, ДНС - 70 дПа, СНС - 20-60 дПа, Водоотдача - 10 см ³ /30 мин, рН - 9.																			
Плотность - 1,08 г/см ³ , Условная вязкость - 30 сек, Пластическая вязкость - 16 сПз, ДНС - 70 дПа, СНС - 20-60 дПа, Водоотдача 10 см ³ /30 мин, рН - 9.																			
1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и записью в буровом журнале объема доливаемого раствора. 2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7 м/с., за 100метров до продуктивного горизонта до 0,4м/с. 3. Не допускать нахождения бурильного инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут. 4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурильного инструмента в открытом стволе), поднять бурильный инструмент в башмак обсадной колонны, наверхнуть обратный клапан, устье загерметизировать. Инструмент оставить на талях. 5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить, шаблонировать признаки обвалообразования или газоводопроявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с Y=1,16±0,02 г/см3 до Y=1,22±0,02 г/см3. 6. При бурении под жспл. колонну в случае возникновения признаков обвалообразования или газоводопроявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с Y=1,16±0,02 г/см3 до Y=1,22±0,02 г/см3. 7. Проверку ПВО производить при глубине до 1500м. - через 18часов, до 2500м. - через 24часа, свыше 2500м. - через 36часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции. 8. При бурении под жспл. колонну в случае возникновения признаков обвалообразования или газоводопроявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с Y=1,16±0,02 г/см3 до Y=1,22±0,02 г/см3.																			

- песок

- алевролиты

- песчаники

- глина

- аргиллиты

1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и записью в буровом журнале объема доливаемого раствора.
2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7м/с, за 100метров до продугивного горизонта до 0,4м/с.
3. Не допускать нахождения бурильного инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут.
4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурильного инструмента в открытом стволе), поднять бурильный инструмент в башмак обсадной колонны, вернуть обратный клапан, устье загерметизировать. Инструмент оставить на талях.
5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 1500м. - через 18часов, до 2500м. - через 24часа, свыше 2500м. - через 36часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции.
6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью : ф=324х245 -5 МПа, ф=245 х 168 - 5,0МПа.
7. Проверку ПВО производить бурильщику - каждую смену, мастеру - еженедельно. Докареление всех боковых соединений производить 1 раз в декаду.
8. При бурении под экспл. колонну в случаи возникновения признаков обвалобразования или газаводопроявления, запланировать позтапное увеличение удельного веса с Y=1,16±0,02 г/см3 до Y=1,22±0,02 г/см3.